

Реализация проекта ввода HR-ботов в организации имеет значительные затраты. Средства на его реализацию можно получить от минимизации издержек на привлечение новых сотрудников, а также оптимизации процессов, влекущих за собой повышение эффективности труда.

Внедрение HR-ботов позволит повысить эффективность бизнес-процессов, сократить себестоимость производства, повысить уровень управления, что в целом способствует ускорению приближения организации к поставленным стратегическим целям. Сотрудники получают возможность заниматься творческими и стратегическими задачами, благодаря освобождению от рутинной деятельности.

#### Литература

1. Ernst & Young. Роботизация бизнес-процессов. {Электронный ресурс} Режим доступа: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-report-robotics-kbd-2017-rus/\\$FILE/ey-report-robotics-kbd-2017-rus.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-report-robotics-kbd-2017-rus/$FILE/ey-report-robotics-kbd-2017-rus.pdf)
2. Internet usage stats. World internet usage and population statistics. {Электронный ресурс} Режим доступа: <https://www.internetworldstats.com/stats.htm>

### СПОСОБНОСТИ К АДАПТАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ КОРПОРАТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.В. Казак

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Целью данного исследования является сравнение способности к адаптации различных корпоративных моделей в нефтегазовой отрасли. Основным критерием является то, способна ли компания поддерживать относительно стабильный уровень ключевых показателей эффективности (КПЭ) в период снижения цен. В исследовании приведено сравнение КПЭ крупных вертикально-интегрированных компаний и компаний-юниоров.

Цена на нефть оказывает непосредственное влияние на значения КПЭ. Несмотря на рост цен на нефть в 2016-2018 годах сегодня цена одного барреля значительно ниже, чем была 4 года назад. Это влияет на всю цепочку производства и вынуждает компании и правительства адаптироваться к новым реалиям. За последние 4 года нефтяным компаниям пришлось пойти на серьезные изменения – они вынуждены были сократить расходы и провести реорганизацию.

Сланцевые компании быстрее других приспосабливаются к изменениям ситуации на рынке, сокращая или наращивая добычу в зависимости от внешней конъюнктуры. Эта особенность – результат прежде всего относительно низкой капиталоемкости бурения новых скважин на месторождениях. Временной лаг между принятием инвестиционного решения и началом добычи из сланцевых месторождений значительно меньше, чем при добыче из традиционных месторождений [7].

На деятельность компаний-юниоров существенным образом сказывается цена на нефть – при снижении цены ниже определенного порога добыча компаний-юниоров резко падает. Так и произошло, однако порог оказался ниже ожидаемого уровня. Только после того, как цены упали ниже 50 долл./барр. во второй половине 2015 года, добыча нефти в США несколько снизилась. Но в конце 2016 года траектория цен пошла вверх, добыча в США начала восстанавливаться [6]. В 2017 году количество работающих буровых установок в США увеличилось более чем в 2 раза по сравнению с предыдущим годом [3]. Эффективность сланцевых компаний выражается не только в снижении издержек, но и в повышении коэффициента извлечения нефти.

Как следствие, порог безубыточности сланцевой нефтедобычи в США значительно снизился. По оценкам Goldman Sachs [4], в 2014 году он составлял в среднем 80 долл./барр., тогда как в 2016 году – уже всего 55 долл./барр. Сейчас этот показатель находится на уровне 40 долл./барр. Прогнозируется его дальнейшее сокращение. Как итог – совокупная добыча нефти в США растет с каждым годом [5].

В приведенном ниже исследовании Казначеева П., Кюрчиски Н., Самойловой Р [8] были использованы данные компаний, которые в свою очередь были разделены на две группы: первая – это вертикально интегрированные компании (ВИНК), вторая – компании-юниоры. В исследовании приведено сравнение изменения трех ключевых показателей эффективности: EBITDA, объема добычи нефти и рыночной капитализации. Очевидно, что сравнение абсолютных значений было бы малоинформативно в силу принципиальных различий в размерах компании и структуре их портфелей. Поэтому сравнивались относительное изменение средних показателей в период высоких цен на нефть (2011-2014 годы) и в период низких цен (2015-2016 годы). Для каждой компании был рассчитан средний показатель за оба периода, а затем изменение показателя во втором периоде по сравнению с первым (в процентах) у двух групп компаний. В группу ВИНК входят 10 самых крупных частных международных компаний с добычей более 700 тысяч баррелей в день. Во вторую группу вошли 20 средних и малых компаний из США, значительную долю которых обеспечивают сланцевые месторождения. Были отобраны только те компании, данные по которым находятся в общем доступе [8].

Важно отметить что ВИНК и компании-юниоры находятся в изначально неравных условиях. ВИНК обладают преимуществами – экономия на масштабе, себестоимость добычи в среднем меньше, чем у сланцевых компаний. Это связано с необходимостью использовать сложные и дорогостоящие технологические решения на сланцевых месторождениях [7].

Таблица 1

Средний процент изменения показателя КПЭ (%) [8]

Группа компаний	Изменение показателя EBITDA	Изменение объема добычи нефти	Изменение рыночной капитализации
Вертикально-интегрированные компании (ВИНК)	-63	8	-21
Средние и малые независимые компании-юниоры	-48	61	-18

Сравнение двух групп компаний принесло интересные результаты. Показатель EBITDA сократился несколько больше у ВИНК, чем у компаний-юниоров. Одновременно с этим компаниям-юниорам удалось более чем в 1,5 раза увеличить объем добычи нефти. Это позволило им частично компенсировать упавшие доходы от снижения цен на нефть. Аналогичный показатель у ВИНК увеличился лишь на 8%. Кроме того, снижение цен несколько меньше отразилось на капитализации компаний-юниоров. Учитывая наличие ряда преимуществ у ВИНК, данный результат компаний-юниоров свидетельствует об их значительной способности адаптироваться.

Примером быстрой адаптивности компаний-юниоров может послужить «Baytex Energy Corp.», канадская нефтегазовая компания, располагающаяся в городе Калгари, провинция Альберта. Компания занимается геологической разведкой, добычей и производством сырой нефти и природного газа в центре Канады и в Игл Форде (рисунок 1) в США. Baytex ввел месторождение Игл Форд в эксплуатацию в 2014 году совместно с Aurora Oil and Gas Limited. На месторождении добывается приблизительно половина продукции компании [2]. После приобретения участка компанией, объем добытой нефти в нефтегазовом бассейне Игл Форд вырос с 300 баррелей на скважину в 2014 году до 1200 баррелей в 2016, что показательно, для компаний-юниоров, т.к. в кризисный период компания не только увеличила объем извлекаемой нефти, так и повысила коэффициент ее извлечения за счет новых для данной индустрии технологий.

Еще одним доказательством быстрой адаптивности компании может послужить структура ее расходов на рисунке 2 [1]. Оказалось, что сланцевые компании в состоянии сократить издержки значительно быстрее, чем предполагалось наблюдателями.

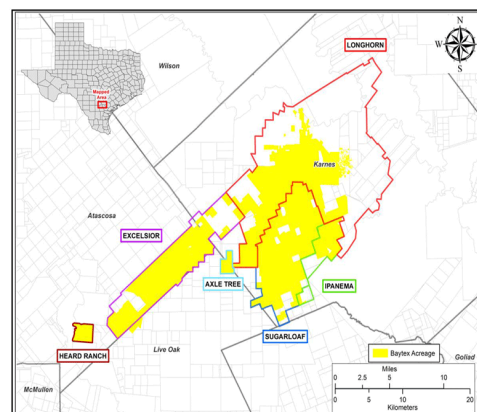


Рис 1 Месторождение Игл Форд

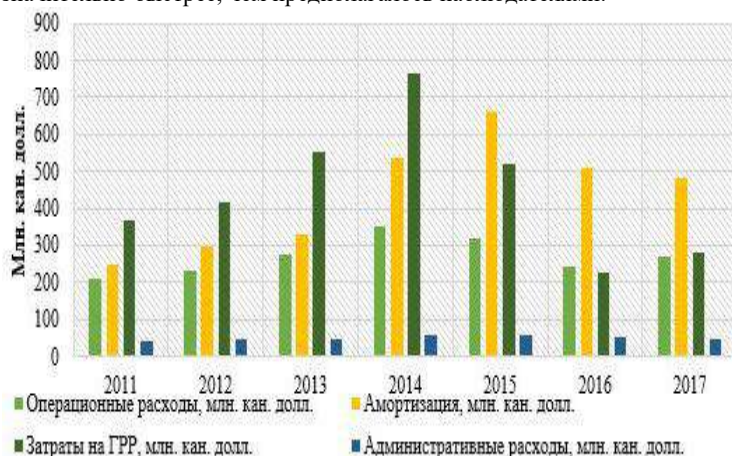


Рис 1 Структура расходов компании «Байтекс Энерджи Корп.»

решений: сильного сокращения издержек, увеличения коэффициента извлечения нефти, наращивания объемов добычи УВ [6].

Отдельный вопрос касается того, насколько применим этот опыт к более крупным корпорациям. Очевидно, что определенные технические и структурные особенности сланцевой отрасли не всегда дают возможность в полной мере использовать применяемые в ней решения для других компаний. Тем не менее опыт адаптации компаний-юниоров, безусловно, оказывает влияние на более крупные компании.

#### Литература

1. Baytex Energy Corp. 2017 Annual Report. 2018. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.baytexenergy.com/files/pdf/2017-Annual-Report.pdf> свободный. - Загл. с экрана (Дата обращения 18.11.2018);

2. Baytex Energy Corp. Company Overview. 2018 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.baytexenergy.com/about/overview-about.cfm> свободный. - Загл. с экрана (Дата обращения 18.11.2018);
3. Baker Hughes Data Show a Rise in the Weekly U.S. Oil-Rig Count // Market Watch. 2017 [Электронный ресурс]. - Режим доступа <http://www.marketwatch.com/story/baker-hughes-data-show-a-rise-in-the-weekly-usoil-rig-count-2017-08-11>. - Загл. с экрана (Дата обращения 2.12.2018);
4. Davis C. Goldman Credits 'Shale Productivity Scenario' in Higher U. S. Oil Price Forecast // NGI's Shale Daily. 2016. - Режим доступа <http://www.naturalgasintel.com/articles/106512-goldman-credits-shale-productivity-scenario-in-higher-us-oil-price-forecast>. - Загл. с экрана (Дата обращения 30.11.2018);
5. U. S. Crude Oil Production Increases Following Higher Drilling Activity // U. S. Energy Information Administration. 2017. - Режим доступа <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30032> - Загл. с экрана (Дата обращения 30.11.2018);
6. Baumeister C., Kilian L. Understanding the Decline in the Price of Oil Since June 2014 // Journal of the Association of Environmental and Resource Economists. 2016.
7. Макаров А., Галкина А. Грушевенко Е., Грушевенко Д., Кулагин В., Митрова Т., Сорокин С. Перспективы мировой энергетики до 2040 года // Мировая экономика и международные отношения. 2014;
8. Казначеев П., Кюрчиски Н., Самойлова Р. Адаптация к снижению цен на нефть: международные корпорации и сланцевые компании-юниоры // Экономическая политика. Т. 12. №6. 2017.

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-СОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Н.Кулакова, В.М.Кучерова

Научный руководитель - старший преподаватель О.П.Кочеткова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В работе представлен расчет двух вариантов разработки нефтегазового месторождения. Эффективность разработки месторождения связана с технико-технологическими особенностями нефтегазовой залежи. Расчеты представлены в виде расчета окупаемости и расчета чувствительности проекта

**Ключевые слова:** нефтегазовое месторождение, залежь, анализ чувствительности, окупаемость проекта.

Интенсивное развитие газодобывающей промышленности требует повышения эффективности процессов добычи природного газа и конденсата, увеличения компонентоотдачи пластов, совершенствования систем разработки и способов эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, улучшения методов промысловой подготовки газа и конденсата.

Опыт газодобывающей промышленности показывает, что основной проблемой является увеличение полноты извлечения газа и конденсата из продуктивных пластов. Из анализа данных разработки большого количества месторождений следует, что в ряде случаев коэффициент газоотдачи оказывается недопустимо низким, а пластовые потери конденсата очень велики.

### Географо-экономическая характеристика района работ

Согласно дополнению к лицензионному соглашению об условиях пользования недрами Северо-Соленинского газоконденсатного месторождения (ФГУ «Геоинформатика» в реестре № 133 от 14.02.2003 г.) установлены в соответствии с проектным документом (Протокол Бюро ЦКР Минтопэнерго № 2386 от 11.05.2000 г.).

Показатели разработки пластов Северо-Соленинского месторождения рассчитаны с учетом запланированных среднегодовых объемов добычи газа с месторождения по «Дополнению к комплексному проекту разработки группы газовых и газоконденсатных месторождений ОАО «Норильскгазпром» на период до 2020 года».

С целью экономии энергии пласта сбор и транспорт газа, добытого из объектов V (Як-0) и VI (Мх-III) планируется осуществлять на одну нитку, а с I по IV объекты – на другую нитку газопровода Северо-Соленинское – Южно-Соленинское при минимальном давлении на выходе с месторождения  $\geq 20$  кгс/см<sup>2</sup>.

### Рассматриваются 4 варианта доработки Северо-Соленинского месторождения:

1 вариант (базовый) предусматривает эксплуатацию проектных объектов I – IV в соответствии с «Комплексным проектом разработки...» (1990 г.) и уточненными показателями, утвержденными ЦКР МПЭ в 2000 г.

2 вариант предусматривает в дополнение к варианту 1 разработку новых объектов V (Як-0) и VI (Мх-III). Разработка всех объектов ведется до достижения давления на устье добывающих скважин  $\geq 22$  кгс/см<sup>2</sup>, так как транспорт газа осуществляется по существующей системе до дожимной компрессорной станции (ДКС) Южно-Соленинского месторождения со своим давлением, т.е. при  $P_{уст} \leq 22$  кгс/см<sup>2</sup> разработка объекта заканчивается и на выходе с Северо-Соленинского месторождения давление должно быть  $\geq 20$  кгс/см<sup>2</sup>.

3 вариант отличается от первого варианта тем, что эксплуатируется 6 объектов при давлении на выходе с месторождения  $= 20$  кгс/см<sup>2</sup>, для чего с 2013 года подключается ДКС и этим продлевается разработка объектов I-IV и с 2016 года объектов V и VI продлевается до достижения  $P_{уст}$  8 атм.

По этому варианту рассматривается работа объектов в летний и зимний периоды. По ОАО «Норильскгазпром» сезонная неравномерность потребления газа значительная, т.е. суточная потребность в газе в зимний период возрастает в 2 раза по сравнению с летним, продолжительность зимнего периода составляет 207 дней. 4 вариант. По данному варианту планируется максимальный возможный отбор УВ всех объектов месторождения при ныне действующем фонде скважин и  $\Delta p = 10$  атм.

### Технико-экономический анализ

Выбор рекомендуемого варианта разработки месторождения и обоснование целесообразности его реализации осуществлены с использованием общепринятых экономических критериев оценки эффективности проектных решений, предусмотренных «Регламента составления проектных документов по разработке газовых и